

Таким образом, для повышения надежности работы нефтепроводов и газопроводов имеются долгосрочные программы по поддержке отечественных разработчиков и изготовителей приводов запорной арматуры, разработаны и внедряются современные конструкции приводов. Они отвечают требованиям нефтегазовых компаний России и кроме того это – импортозамещающее оборудование.

Литература

1. Машины и оборудование для строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
2. Пневмогидроприводы МА // Нефтегазовая арматура. Технический каталог с информацией о поставщиках URL: <http://www.arm.oilru.ru/catalog/group/product/?1816>. Дата обращения: 05.04.2015.
3. Пневматические приводы со струйным двигателем «ПСДС-3» и «ПСДС-7» для запорной арматуры газопроводов Ду 50 ... 1200 мм // Акционерное общество «Уфимское приборостроительное производственное объединение». URL: <http://www.uppo.ru/production/nefteprod/pnevm>. Дата обращения: 05.04.2015.
4. Продукция, поставляемая ООО «ТПП-Партнер» // ТПП-Партнер.
5. URL: http://tpp-partner.ru/pnevmogidroprivody_ptpa. Дата обращения: 15.03.2015.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

А.И. Богатырева

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В первые в 2006 г. специалистами ООО «ПодземБурСТрой» была применена усовершенствованная технология бестраншейной прокладки трубопровода - метод «кривых». Данный метод позволяет избежать сложностей и ограничений как при традиционной бестраншейной прокладке.

Свое имя метод получил благодаря предварительно изогнутым трубам. Технология представляет собой гибрид горизонтально - направленного бурения и микротоннелирования, путем устранения недостатков обоих методов, таких как большая площадь для монтажа буровой установки и предварительные шахты.

Технология метода «кривых» заключается в продавливании стальных труб изогнутых под определенным углом (2 – 9 градусов) и диаметром 600 – 1420 мм. Трубопровод, состоящий из изогнутых труб, представляет собой параболическую (арочную) конструкцию [3].

Строительство подводного перехода методом «кривых» состоит из четырех этапов: подготовительный, строительно-монтажные работы по укладке трубопровода, демонтаж оборудования, гидравлические испытания. Подготовительный этап строительства подводного перехода заключается в установке наклонной конструкции с заданным уклоном трассы в точке входа, устанавливается лафет продавливающей установки PPP – 400 компании «Prime Drilling» [4]. В точке входа устанавливается бетонное основание, служащее как торцевая упорная стенка с «окном для монтажа» круглого сечения для прохождения микрошита MTS – 1000 м³ и рабочей плети трубопровода. На «окно для монтажа» закрепляется массивный сальник и резиновый уплотнитель, служащий для прохождения рабочей плети и предотвращения попадания раствора бентонита в затрубное пространство микрошита и выход раствора за пределы пробуриваемой скважины.

На следующем этапе строительства происходит запуск микрошита MTS – 1000 м³, установленного на раме продавливающей установки PPP – 400, соединенный с головной предварительно изогнутой трубой путем соединения трубой – адаптером. Труба - адаптер, представляет собой часть стальной трубы заданного диаметра трубопровода, предназначенная для упрощения соединения и демонтажа микрошита. Для запуска микрошита необходимо закрепить его зажимной манжетой на продавливающей установке, при продавливании микрошит проходит через «окно для монтажа». Микрошит MTS – 1000 м³ оборудован режущими инструментами, блоком сцепки – расцепки, служащий для передвижения буровой головки путем хода встроенных штоков гидроцилиндров в продольном направлении бурения (до 700 мм), включает в себя пространственную корректировку направления и угла проходки. Гидротранспорт бурового шлама обеспечивается тремя насосами производительностью 120 м³/час, мощностью 37 кВт каждый, снабженные электронными расходомерами и пневмозадвижками, рабочей плетью трубопровода и шлангами. Подача бентонитового раствора происходит путем его распыления из форсунок микрошита. По мере прохождения микрошита MTS – 1000 м³ происходит наращивание рабочей плети трубопровода на продавливающей установке путем автоматической аргоно-дуговой сварки стыка труб и ее экструзионной гидроизоляции сварочного стыка труб. Во время сварки трубы поддерживаются подъемником при заданном угле. Все сопутствующие шланги и подводные трубы протягивают в укладываемую плеть трубопровода.

Третий этап строительства – демонтаж оборудования. Когда микрошит проходит установленную трассу залегания трубопровода и доходит до заданной точки выхода, он выходит на поверхность, где он подлежит процессу демонтажа. Демонтаж заключается в выемки микрошита из грунта экскаватором и подъемником. Микрошит демонтируется только после того как появится из скважины рабочая плеть трубопровода, чтобы избежать попадания грунта в полость трубопровода и повреждения внутренних коммуникаций (проводов,

шлангов и др.). На заключительном этапе строительства происходит сварка уложенной рабочей плети с действующим трубопроводом и последующим его гидроиспытанием.

Описанная технология прокладки трубопровода позволяет производить строительные работы во всех видах грунта, не используя большое количество тяжелой техники, и это значит, требуется минимум рабочего персонала. Использование метода «кривых» вместо традиционной бестраншейной прокладки трубопровода позволяет значительно сократить протяженность подводного перехода и срок строительства (в 5–7 раз), что позволяет существенно сократить себестоимость строящегося трубопровода или по себестоимости сопоставимо с традиционным траншейным методом прокладки трубопровода.

Литература

1. ВСН 010-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1989.
2. Никишин А.В., Ченцов А.Н. Бестраншейная прокладка трубопроводов: новые технологии // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М., 2012. – № 1. – С. 14–18.
3. ООО «ПодземБурСтрой» URL: <http://www.podzembur.ru>. Дата обращения: 02.03.2015 г.
4. Селезнев Г.А. Метод «Кривых» // Территория Нефтегаз. – М., 2013. – № 11. – С. 90–91.
5. СНИП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. – М., 1997.

ANALYSIS OF GAS COMPRESSOR UNIT ACCIDENT FACTORS IN TOMSK REGION

D.I. Borisov, R.S. Bykov

Scientific advisor assistant professor M.S. Saltymakov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Society «Gazprom» conducts its activities on the territory of the West Siberian region. Its activity is the exploitation of the gas transportation system. 9 compressor 1 and pump-compressor station operating in the enterprise. They provide the necessary pressure in the pipeline for uninterrupted transfer of the gas [1]. At the 6th compressor stations established compressor units with electric drive Gas compressor units are designed for compression of natural gas at compressor stations and transportation through trunk gas pipelines [2].

The main factors are the cause of accidents on the compressor are:

- the large number of fittings and tees.
- the large number of crossings of pipeline from the underground to overhead position.
- complex spatial gasket overground pipelines that are sole timber of compressor stations.

It's necessary to identify the elements technological equipment, are most prone to accidents. It is required to analyze the accident gas pumping units. Select groups of causes of failures based on statistics for the period of operation from 2013 to 2014. They are: energy supply; electrical equipment; control and measuring equipment; control system.

Set the changing dynamics of the causes of failures. Accept all emergency setting for 100 % and determine the weight contribution of causes of failures (Table 1) [3].

Table 1

Year of exploitation	Causes of emergency stops	Weight contribution, %	
		For the year by compressor stations	Total
2013-2014	Energy supply	50,0	100
	Electrical equipment	28,6	
	Control and measuring equipment	14,3	
	Control system	7,1	

Figure 1 shows a graph of the distribution of emergency stops depending on their causes.

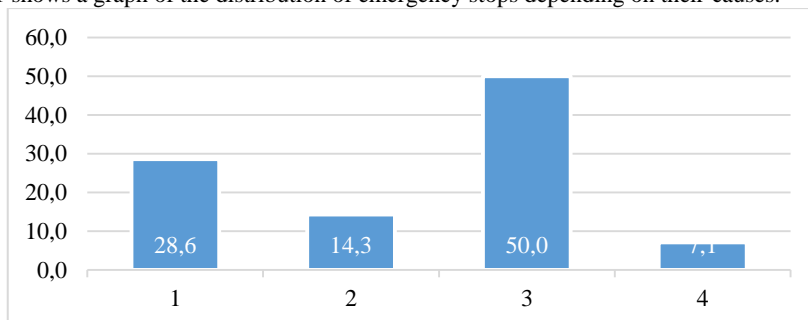


Fig. 1. The graph of the distribution emergency stops depending on their causes: 1 - failures in the electrical equipment; 2 - failures in the system control and measuring equipment; 3 - failures in the power supply; 4 - failures in the stationary systems